

考虑多能流广义储能作用的配电网协调规划

郑伟民¹, 王 蕾², 孙 可¹, 李宏仲³, 张 仪³, 房宇娇³

(1. 国网浙江省电力有限公司, 浙江 杭州 310007; 2. 国网浙江省电力有限公司经济技术研究院, 浙江 杭州 310008;
3. 上海电力大学 电气工程学院, 上海 200090)

摘要: 能源互联网背景下配电网内逐渐形成能源耦合、能量交互的区域综合能源系统, 对提高可再生能源渗透率、解决环境问题具有重要意义。通过网侧资源协同利用与多能流优化调度达到存储能量的目的, 并构建多能流广义储能系统; 在此基础上, 考虑多能负荷和分布式电源的多重不确定性, 采用随机优化和鲁棒优化相结合的方法建立基于分季节多场景的三阶段鲁棒规划模型; 将各阶段模型转化为混合整数线性规划模型并采用 CPLEX 进行交叉迭代求解。以改进的 IEEE 14-NGS14 系统为例, 仿真结果验证了所提模型得到的规划方案能有效降低建设成本和运行成本, 提高能源利用效率和可再生能源消纳水平, 相较于传统鲁棒优化和随机优化, 所提模型在经济性和保守性之间达到了良好的均衡。

关键词: 区域综合能源系统; 广义储能; 多场景鲁棒规划模型; 配电网规划; 可再生能源消纳

中图分类号: TM 73

文献标志码: A

DOI: 10.16081/j.epae.202104012

0 引言

可再生能源 RES(Renewable Energy Sources) 的波动性和随机性给电力系统带来诸多负面影响, 且给其自身消纳造成困难^[1-2]。作为电力系统消费终端, 配电网可通过多种能源互补互济以及源-网-荷-储协调调度来实现能源高效利用^[3-5]。因此, 在能源互联网的背景下, 配电网和其他能源网耦合形成的区域综合能源系统 RIES(Region Integrated Energy System) 受到广泛关注。以配电网为核心的 RIES 改变了传统配电网的组成结构、供能方式以及用能特点等, 亟需寻找相适应的配电网规划方法。

在能源互联网背景下的高灵活性系统中, 如何合理规划以提高 RES 的消纳水平是配电网规划面临的重要挑战之一。储能 ES(Energy Storage) 可提高资源优化配置能力^[6-8]以及 RES 消纳水平, 但存在投建成本大、受地理环境限制以及其容量与规模、关键技术有待提升等问题。在 RIES 中, 对储能的定义可作进一步延伸, 除具有能量时空转移特性的储能装置外, RIES 中各类能源元件相互耦合、协同利用, 能够实现能源间的相互转换, 改变能量的时空分布, 在广义上也可视为一种灵活性资源, 达到虚拟存储和释放能量的目的, 将其称为广义储能 GES(Generalized Energy Storage)。文献[9-10]将固定储能和需求侧虚拟储能应用于分布式电源规划和 GES 规划问题中, 实现了配电网内资源的优化利用, 但未对配电网网架结构进行优化, 也没有研究多能源耦合在电力

系统中的作用。文献[11]将多能互补的网络侧资源视为电力网的广义多源储能系统, 研究网络级储能的充、放电优化管理, 证明了模型在经济性和 RES 消纳方面的优势, 但未深度挖掘需求侧可控负荷对 RIES 运行或规划效果的影响。文献[12]对源荷侧的灵活性资源进行深入挖掘, 并纳入 RIES 优化问题中, 但未考虑 RES 出力不确定性对 RIES 的影响。

在高灵活性系统中, 如何合理规划使配电网更高效地应对源荷不确定性是其面临的另一重要挑战。文献[13]对比分析随机优化 SO(Stochastic Optimization) 与鲁棒优化 RO(Robust Optimization) 的优缺点及在处理不确定因素时对规划方案的影响。SO 关注高频不确定性场景, 规划方案经济性较好; 而 RO 关注最恶劣场景, 规划方案鲁棒性较好但过于保守。

基于上述分析, 本文针对 RIES 中的配电网, 考虑多能负荷和分布式电源双重不确定性, 提出一种考虑多能流广义储能 MFGES(Multi-energy Flow Generalized Energy Storage) 作用的配电网协调规划方法。首先, 挖掘 RIES 中电力侧与非电力侧的灵活性资源, 并构建 MFGES 系统, 实现非电力环节对电力环节的支撑作用; 其次, 在源荷不确定性处理方面, 采用 RO 和 SO 相结合的方法, 提出一种基于分季节多场景的三阶段 RO 模型, 用多场景下的规划方案取代 RO 中最恶劣场景下的规划方案, 并添加鲁棒性校验对规划方案进行校验和修正; 最后, 对模型进行求解, 并通过算例验证该模型及规划方案的有效性。

1 RIES 结构及 MFGES 工作机理

1.1 RIES 结构

能源互联网背景下 RIES 整合了多种形式的能源。本文中 RIES 以配电网为核心, 采用通用化结构

收稿日期: 2020-06-03; 修回日期: 2021-02-07

基金项目: 国网浙江省电力公司科技项目(5211JY180016)

Project supported by the Science and Technology Project of State Grid Zhejiang Electric Power Company(5211JY180016)

描述物理架构,如图1所示,图中箭头表示相应能源的流向。在电力侧,配电网中接入风光电源,并配备电池储能 BES(Battery Energy Storage)、可转移负荷 TL(Transferable Load)、可削减负荷 RL(Reducible Load)及刚性电负荷。非电力侧包括能量供应单元、能源转换(EC)单元、储能单元以及多能负荷需求单元。

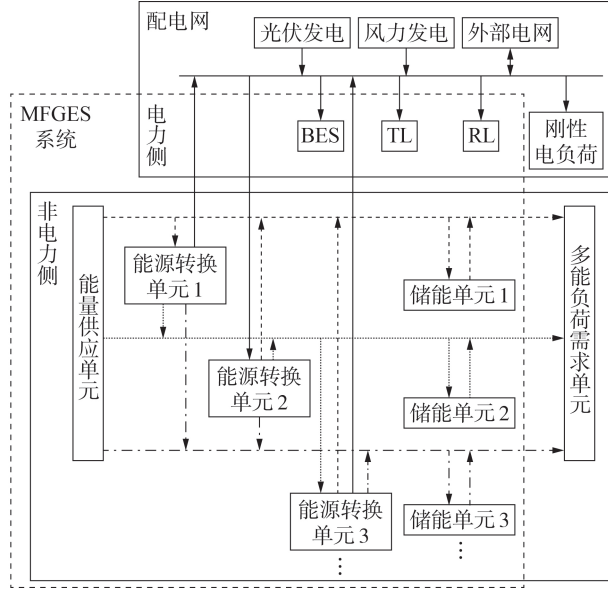


图1 RIES结构图

Fig.1 Structure diagram of RIES

1.2 MFGES系统

RIES通过横向多种能源互补、纵向源-网-荷-储协调调度,可以达到存储和释放能量的目的,弥补传统储能的不足,因此,本文通过对多能流的优化调度与电网侧资源的综合利用,构建如图1中虚线框所示的MFGES系统,为配电网调度以及消纳RES发电提供便捷。

MFGES系统包括电力侧GES和非电力侧GES。通过调整MFGES与配电网的交互功率值,改善电能的时空分布,从而体现MFGES的充放电效果。

1.2.1 电力侧GES

电力侧GES包括BES、TL及RL。需求侧的可控负荷TL、RL可在满足用户需求的情况下改变消费方式,进而改变负荷分布情况。电力侧GES可与配电网直接进行电能交换,从而实现储能的作用。电力侧GES结构如图2所示。图中, $e_{e,s,t}^{GES,E}$ 为场景s下t时刻电力侧GES的等效充放电功率,其值为正表示放电,为负表示充电; $L_{e,s,t}$ 为场景s下t时刻的电负荷。

电力侧GES与配电网电能的交互功率为:

$$e_{e,s,t}^{GES,E} = P_{e,s,t}^{TL} + P_{e,s,t}^{RL} + P_{e,s,t}^{BES} \quad (1)$$

其中,下标e为电标识; $P_{e,s,t}^{TL}$ 、 $P_{e,s,t}^{RL}$ 、 $P_{e,s,t}^{BES}$ 分别为场景s下t时刻TL、RL、BES的输出功率。

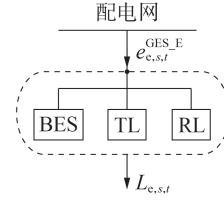


图2 电力侧GES结构图

Fig.2 Structure diagram of GES at power side

1.2.2 非电力侧GES

非电力侧GES包含除电力网以外的部分,各类能源元件相互耦合、协同利用,能够实现能源间的相互转换,改善能量的时空分布,达到虚拟存储和释放电量的目的,非电力侧GES结构如图3所示。

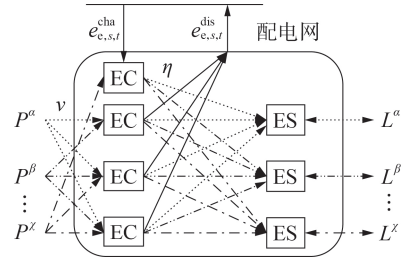


图3 非电力侧GES结构图

Fig.3 Structure diagram of GES at non-power side

不同种类能源之间的相互转换可以通过能源集线器来表示^[14],通过该形式分析非电力侧GES释放与存储电能的作用。

$$\begin{bmatrix} L^\alpha + P_{ES}^\alpha \\ L^\beta + P_{ES}^\beta \\ \vdots \\ L^\chi + P_{ES}^\chi \\ e_{e,s,t}^{dis} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \eta^{\alpha\alpha} v^{\alpha\alpha} & \eta^{\beta\alpha} v^{\beta\alpha} & \cdots & \eta^{\chi\alpha} v^{\chi\alpha} & \eta^{\alpha\alpha} v^{\alpha\alpha} \\ \eta^{\alpha\beta} v^{\alpha\beta} & \eta^{\beta\beta} v^{\beta\beta} & \cdots & \eta^{\chi\beta} v^{\chi\beta} & \eta^{\beta\beta} v^{\beta\beta} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ \eta^{\alpha\chi} v^{\alpha\chi} & \eta^{\beta\chi} v^{\beta\chi} & \cdots & \eta^{\chi\chi} v^{\chi\chi} & \eta^{\chi\chi} v^{\chi\chi} \\ \eta^{\alpha e} v^{\alpha e} & \eta^{\beta e} v^{\beta e} & \cdots & \eta^{\chi e} v^{\chi e} & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} P^\alpha \\ P^\beta \\ \vdots \\ P^\chi \\ e_{e,s,t}^{cha} \end{bmatrix} \quad (2)$$

其中, $\alpha, \beta, \dots, \chi$ 表示能源形式,如气、冷、热等,不同物理架构的能源形式不同; $L^\alpha, L^\beta, \dots, L^\chi$ 为相应能源的终端用户需求; $P^\alpha, P^\beta, \dots, P^\chi$ 为相应能源的外部能源供应; $P_{ES}^\alpha, P_{ES}^\beta, \dots, P_{ES}^\chi$ 为相应能源的储能设备供应功率; η 为能源转换效率,如 $\eta^{\alpha\beta}$ 为能源 α 转换至能源 β 的效率,其他类似; v 为分配系数,如 $v^{\alpha\beta}$ 表示当能源 α 分配给多个EC时,分给能源 β 的比例,其他类似; $e_{e,s,t}^{cha}$ 为场景s下t时刻配电网向非电力侧RIES输入的电功率; $e_{e,s,t}^{dis}$ 为场景s下t时刻经能源间相互利用后非电力侧RIES向配电网输入的电功率。

非电力GES与配电网的电交互功率为:

$$e_{e,s,t}^{GES,NE} = e_{e,s,t}^{dis} + e_{e,s,t}^{cha} \quad (3)$$

其中, $e_{e,s,t}^{GES,NE}$ 为场景s下t时刻非电力GES的等效充放电功率,其值为正表示放电,为负表示充电。

本文中,能源供应单元考虑天然气供应,EC考虑热电联产CHP(Combined Heat and Power)机组、

热泵HP(Heat Pump)以及燃气锅炉GB(Gas Boiler), 储能包括热储能TES(Thermal Energy Storage)和气体储能GS(Gas Storage)。多能输出负荷包括热负荷和气负荷, 能源间的耦合关系可具体表达如下:

$$\begin{bmatrix} L_{g,s,t} + P_{g,s,t}^{GS} \\ L_{h,s,t} + P_{h,s,t}^{TES} \\ e_{e,s,t}^{dis} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 1 - v_{s,t}^{CHP} - v_{s,t}^{GB} & 0 \\ \eta_h^{CHP} v_{s,t}^{CHP} + \eta_h^{GB} v_{s,t}^{GB} & \eta_h^{HP} \\ \eta_e^{CHP} v_{s,t}^{CHP} & 0 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} P_{g,s,t}^{gas} \\ e_{e,s,t}^{cha} \end{bmatrix} \quad (4)$$

其中, 下标g、h分别为气、热标识; $L_{g,s,t}$ 、 $L_{h,s,t}$ 分别为场景s下t时刻的气、热负荷; $v_{s,t}^{CHP}$ 、 $v_{s,t}^{GB}$ 分别为场景s下t时刻天然气源分配给CHP机组、GB的分配系数; η_e^{CHP} 、 η_h^{CHP} 分别为CHP机组的产电、产热效率; η_h^{HP} 、 η_h^{GB} 分别为HP、GB的产热效率; $P_{g,s,t}^{gas}$ 为场景s下t时刻从天然气网输入的气功率; $P_{g,s,t}^{GS}$ 为场景s下t时刻气储能的气功率; $P_{h,s,t}^{TES}$ 为场景s下t时刻热储能的热功率。

基于上述分析, MFGES的输出功率可通过总交互功率表示为 $e_{e,s,t}^{GES} = e_{e,s,t}^{GES_E} + e_{e,s,t}^{GES_NE}$ 。通过调整每个时刻的出力值改变运行时段输出功率的时序曲线, 从而改善能量时空分布, 达到充放电的目的。

MFGES的构建为电力系统规划分析作出了理论指导, 有利于将来构建更加多样、复杂的GES模型。

2 配电网协调规划模型

2.1 目标函数

本文以规划总成本最小为目标函数。规划总成本包括初始投资成本等年值 C_{inv} 和运行成本 C_{ope} 。规划决策变量 $\mathbf{x}_{inv}$ 包括新建线路决策变量、BES设备容量和最大功率; 运行决策变量 $\mathbf{x}_{ope}$ 为每个MFGES设备的输出功率。

$$\min F(\mathbf{x}_{inv}, \mathbf{x}_{ope}) = C_{inv} + C_{ope} \quad (5)$$

2.1.1 初始投资成本等年值

初始投资成本包括线路、BES设备投资成本。

$$\begin{cases} C_{inv} = C_{inv}^L + C_{inv}^{BES} \\ C_{inv}^L = \sum_{ij \in \Omega^L} x_{ij,s}^L c_{ij,s,n} l_{ij,s,n} \frac{r(1+r)^{T^L}}{(1+r)^{T^L} - 1} \\ C_{inv}^{BES} = \sum_{i \in \Omega^{BES}} x_{i,s}^{BES} c_{i,s}^{BES} S_{i,s}^{BES} \frac{r(1+r)^{T^{BES}}}{(1+r)^{T^{BES}} - 1} \end{cases} \quad (6)$$

其中, C_{inv}^L 、 C_{inv}^{BES} 分别为线路、BES设备投资成本等年值; Ω^L 为新建线路候选支路集合; $c_{ij,s,n}$ 为场景s下型号为n的支路ij的单位投资成本; $l_{ij,s,n}$ 为场景s下型号为n的支路ij的长度; $x_{ij,s}^L$ 、 $x_{i,s}^{BES}$ 分别为场景s下支路ij和节点i的BES建设决策变量, 其值为1表示建设, 为0表示不建设; r 为贴现率; T^L 、 T^{BES} 分别为线路和BES的运行年限; $c_{i,s}^{BES}$ 为BES购置成本; Ω^{BES} 为BES候选节点集合; $S_{i,s}^{BES}$ 为场景s下节点i的BES设备容量。

2.1.2 运行成本

运行成本 C_{ope} 包括外部能源交易成本 C_{trade} 、设备

运行成本 C_{equi} 和弃风弃光成本 C_{cut} 。

$$C_{ope} = C_{trade} + C_{equi} + C_{cut} \quad (7)$$

$$\begin{cases} C_{trade} = c_e \sum_{t=1}^T P_{e,s,t}^G \Delta t + c_g \lambda_g \sum_{t=1}^T (f^{GB} + f^{CHP}) \Delta t \\ C_{equi} = \sum_{t=1}^T \left(\frac{c^{BES} \sum_{t=1}^T P_{e,s,t}^{BES}}{S_{e,s}^{BES} T^{BES}} + c^{RL} P_{e,s,t}^{RL} + c^{TL} P_{e,s,t}^{TL} \right) + \\ \sum_{t=1}^T (c^{GB} P_{e,s,t}^{GB} + c^{HP} P_{e,s,t}^{HP} + c^{HS} P_{e,s,t}^{HS} + c^{GS} P_{e,s,t}^{GS}) \\ C_{cut} = \delta^{PV} \sum_{t=1}^T (P_{e,s,t}^{PV} - \hat{P}_{e,s,t}^{PV}) + \delta^{WT} \sum_{t=1}^T (P_{e,s,t}^{WT} - \hat{P}_{e,s,t}^{WT}) \end{cases} \quad (8)$$

其中, c_e 、 c_g 分别为购电单价、购气单价; $P_{e,s,t}^G$ 为场景s下t时刻系统从外部电网购买的电功率; f^{GB} 、 f^{CHP} 分别为GB和CHP的耗气速率; λ_g 为天然气热值; T 为系统运行周期; Δt 为采样时间间隔; $S_{e,s}^{BES}$ 为场景s下的BES容量; T^{BES} 为BES最大使用周期数; c^{RL} 、 c^{TL} 分别为RL和TL单位补偿费用; c^{GB} 、 c^{HP} 、 c^{HS} 、 c^{GS} 分别为非电力侧GB、HP、HS、GS的单位运行成本; $P_{e,s,t}^{GB}$ 、 $P_{e,s,t}^{HP}$ 、 $P_{e,s,t}^{HS}$ 、 $P_{e,s,t}^{GS}$ 分别为场景s下t时刻相应设备的输出功率; δ^{PV} 、 δ^{WT} 分别为弃光、弃风惩罚系数; $P_{e,s,t}^{PV}$ 、 $P_{e,s,t}^{WT}$ 和 $\hat{P}_{e,s,t}^{PV}$ 、 $\hat{P}_{e,s,t}^{WT}$ 分别为场景s下t时刻光伏、风电实际出力和预测出力。

2.2 约束条件

2.2.1 规划决策变量约束

规划决策变量包括场景s下支路ij和BES的建设决策变量 $x_{ij,s}^L$ 、 $x_{i,s}^{BES}$ 以及BES设备的最大功率 $P_{i,s}^{BES}$ 和容量 $S_{i,s}^{BES}$ 。 $x_{ij,s}^L$ 、 $x_{i,s}^{BES}$ 要保证线路或节点在候选类型集合中只能选择一种类型进行投资, $P_{i,s}^{BES}$ 和 $S_{i,s}^{BES}$ 要满足上下限约束, 具体如式(9)所示。

$$\begin{cases} 0 \leq \sum_{ij \in \Omega^L} x_{ij,s}^L \leq 1 \\ 0 \leq \sum_{i \in \Omega^{BES}} x_{i,s}^{BES} \leq 1 \\ S_{i,min}^{BES} \leq S_{i,s}^{BES} \leq S_{i,max}^{BES} \quad i \in \Omega^{BES} \\ \underline{P}_{i,max}^{BES} \leq P_{i,s}^{BES} \leq \bar{P}_{i,max}^{BES} \quad i \in \Omega^{BES} \end{cases} \quad (9)$$

其中, $S_{i,max}^{BES}$ 、 $S_{i,min}^{BES}$ 分别为BES设备容量上、下限; $\bar{P}_{i,max}^{BES}$ 、 $\underline{P}_{i,max}^{BES}$ 分别为BES最大功率上、下限。

2.2.2 网络约束

网络约束^[14-16]包括电力侧配电网原始潮流平衡约束、安全运行约束、辐射网约束以及非电力侧天然气网节点流量平衡约束、节点气压约束以及管道流量约束, 详见附录A。

2.2.3 MFGES运行约束

MFGES运行约束包括电力侧BES、RL、TL运行约束以及非电力侧EC、储能运行约束。

(1) 电力侧GES运行约束。

a. RL 运行约束。

$$\begin{cases} P_{e,s,t}^{\text{RL}} = x_{e,s,t}^{\text{RL}} \varepsilon_{e,s,t} P_{e,s,t}^{\text{RL_re}} \\ \varepsilon_{\min} \leq \varepsilon_{e,s,t} \leq \varepsilon_{\max} \\ T_{\min}^{\text{RL}} \leq \sum_{i=1}^T x_{e,s,t}^{\text{RL}} \leq T_{\max}^{\text{RL}} \end{cases} \quad (10)$$

其中, $P_{e,s,t}^{\text{RL}}$ 为场景 s 下 t 时刻 RL 削减量; $P_{e,s,t}^{\text{RL_re}}$ 为场景 s 下 t 时刻 RL 削减前的功率值; $\varepsilon_{e,s,t}$ 为场景 s 下 t 时刻的负荷削减率; $\varepsilon_{\max}$ 、 $\varepsilon_{\min}$ 分别为负荷削减率上、下限; $x_{e,s,t}^{\text{RL}}$ 为场景 s 下 t 时刻 RL 的决策变量; $T_{\max}^{\text{RL}}$ 、 $T_{\min}^{\text{RL}}$ 分别为可削减时间段的上、下限。

b. BES 运行约束。

$$\begin{cases} 0 \leq P_{\text{ch},e,s,t}^{\text{BES}} \leq u_{\text{ch},e,s,t}^{\text{BES}} P_{\text{ch},\max}^{\text{BES}} \\ 0 \leq P_{\text{dis},e,s,t}^{\text{BES}} \leq u_{\text{dis},e,s,t}^{\text{BES}} P_{\text{dis},\max}^{\text{BES}} \\ S_{\text{OC},e,s,t} = S_{\text{OC},e,s,t-1} + \left(\frac{\eta_{\text{ch}}^{\text{BES}} P_{\text{ch},e,s,t}^{\text{BES}}}{S_{e,s}^{\text{BES}}} - \frac{P_{\text{dis},e,s,t}^{\text{BES}}}{S_{e,s}^{\text{BES}} \eta_{\text{dis}}^{\text{BES}}} \right) \\ S_{\text{OC},\min} \leq S_{\text{OC},e,s,t} \leq S_{\text{OC},\max} \\ u_{\text{dis},e,s,t}^{\text{BES}} + u_{\text{ch},e,s,t}^{\text{BES}} \in \{0, 1\} \\ \sum_{t=1}^T (\eta_{\text{ch}}^{\text{BES}} P_{\text{ch},e,s,t}^{\text{BES}} - P_{\text{dis},e,s,t}^{\text{BES}} / \eta_{\text{dis}}^{\text{BES}}) \Delta t = 0 \end{cases} \quad (11)$$

其中, $P_{\text{ch},e,s,t}^{\text{BES}}$ 、 $P_{\text{dis},e,s,t}^{\text{BES}}$ 分别为场景 s 下 t 时刻 BES 的充、放电功率; $P_{\text{ch},\max}^{\text{BES}}$ 、 $P_{\text{dis},\max}^{\text{BES}}$ 分别为 BES 充、放电功率上限; $\eta_{\text{ch}}^{\text{BES}}$ 、 $\eta_{\text{dis}}^{\text{BES}}$ 分别为 BES 充、放电效率; $u_{\text{ch},e,s,t}^{\text{BES}}$ 、 $u_{\text{dis},e,s,t}^{\text{BES}}$ 分别为场景 s 下 t 时刻 BES 充、放电状态变量,同一时刻至少一方为 0,以 $u_{\text{ch},e,s,t}^{\text{BES}}$ 为例,其值为 0 表示 BES 未充电,为 1 表示 BES 处于充电状态; $S_{\text{OC},e,s,t}$ 为场景 s 下 t 时刻蓄电池储能荷电状态; $S_{\text{OC},\max}$ 、 $S_{\text{OC},\min}$ 分别为荷电状态的最大、最小值,在调度周期结束后 BES 可维持在原来的电量水平。

c. TL 运行约束。

$$\begin{cases} P_{e,s,t}^{\text{TL}} = P_{e,s,t}^{\text{TL}*} - P_{e,s,t}^{\text{TL_re}} \\ x_{e,s,t}^{\text{TL}} \leq P_{e,s,t}^{\text{TL}*} \leq x_{e,s,t}^{\text{TL}} P_{\max}^{\text{TL}} \\ \sum_{t \in T^{\text{TL}}} x_{e,s,t}^{\text{TL}} = 0 \\ T^{\text{TL}} = \{t_{\text{start}}, t_{\text{end}}\} \\ \sum_{t=t_{\text{start}}}^{t_{\text{end}}} P_{e,s,t}^{\text{TL}*} \Delta t = \sum_{t=1}^T P_{e,s,t}^{\text{TL_re}} \Delta t \end{cases} \quad (12)$$

其中, $P_{e,s,t}^{\text{TL}}$ 为场景 s 下 t 时刻的 TL 转移量; $P_{e,s,t}^{\text{TL}*}$ 、 $P_{e,s,t}^{\text{TL_re}}$ 分别为负荷转移前、后的负荷功率,负荷转移前后电量不变; $x_{e,s,t}^{\text{TL}}$ 为场景 s 下 t 时刻 TL 的决策变量; $P_{\max}^{\text{TL}}$ 、 $P_{\min}^{\text{TL}}$ 分别为负荷功率的上、下限; T^{TL} 为可转移时间段的集合; t_{start} 、 t_{end} 分别为负荷转移的开始、结束时间。

(2) 非电力 GES 运行约束。

a. EC 运行约束。

相应设备运行约束以及能源转换关系表示为:

$$\begin{cases} P_{e,s,t}^{\text{CHP}} = \eta_e^{\text{CHP}} v_{s,t}^{\text{CHP}} P_{e,s,t}^{\text{gas}} \\ P_{h,s,t}^{\text{CHP}} = \eta_h^{\text{CHP}} v_{s,t}^{\text{CHP}} P_{g,s,t}^{\text{gas}} \\ P_{h,s,t}^{\text{HP}} = \eta_h^{\text{HP}} e_{e,s,t}^{\text{cha}} \\ P_{h,s,t}^{\text{GB}} = \eta_h^{\text{GB}} v_{s,t}^{\text{GB}} e_{e,s,t}^{\text{cha}} \\ P_{e,\min}^{\text{CHP}} \leq P_{e,s,t}^{\text{CHP}} \leq P_{e,\max}^{\text{CHP}} \\ P_{h,\min}^{\text{CHP}} \leq P_{h,s,t}^{\text{CHP}} \leq P_{h,\max}^{\text{CHP}} \\ P_{h,\min}^{\text{HP}} \leq P_{h,s,t}^{\text{HP}} \leq P_{h,\max}^{\text{HP}} \\ P_{h,\min}^{\text{GB}} \leq P_{h,s,t}^{\text{GB}} \leq P_{h,\max}^{\text{GB}} \end{cases} \quad (13)$$

其中, $P_{e,s,t}^{\text{CHP}}$ 、 $P_{h,s,t}^{\text{CHP}}$ 分别为场景 s 下 t 时刻 CHP 机组的电出力和热出力; $P_{h,s,t}^{\text{HP}}$ 、 $P_{h,s,t}^{\text{GB}}$ 分别为场景 s 下 t 时刻 HP 和 GB 的热出力; 下标 max、min 分别表示各出力上、下限; η_e^{CHP} 、 η_h^{CHP} 、 η_h^{HP} 、 η_h^{GB} 分别为 CHP 机组的产电效率、产热效率以及 HP、GB 的产热效率; $v_{s,t}^{\text{CHP}}$ 、 $v_{s,t}^{\text{GB}}$ 分别为场景 s 下 t 时刻天然气源分配给 CHP 机组、GB 的分配系数。

b. 储能运行约束。

本文考虑的能量存储设备有储气装置和储热装置,两者模型类似,其一般模型如式(14)所示。

$$\begin{cases} 0 \leq P_{\text{ch},s,t}^{\text{ES}} \leq u_{\text{ch},s,t}^{\text{ES}} P_{\text{ch},\max}^{\text{ES}} \\ 0 \leq P_{\text{dis},s,t}^{\text{ES}} \leq u_{\text{dis},s,t}^{\text{ES}} P_{\text{dis},\max}^{\text{ES}} \\ S_{s,t}^{\text{ES}} = (1 - \vartheta^{\text{ES}}) S_{s,t-1}^{\text{ES}} + \left(\eta_{\text{ch}}^{\text{ES}} P_{\text{ch},s,t}^{\text{ES}} - \frac{P_{\text{dis},s,t}^{\text{ES}}}{\eta_{\text{dis}}^{\text{ES}}} \right) \\ S_{\min}^{\text{ES}} \leq S_{s,t}^{\text{ES}} \leq S_{\max}^{\text{ES}} \\ u_{\text{dis},s,t}^{\text{ES}} + u_{\text{ch},s,t}^{\text{ES}} \in \{0, 1\} \\ \sum_{t=1}^T (\eta_{\text{ch}}^{\text{ES}} P_{\text{ch},s,t}^{\text{ES}} - P_{\text{dis},s,t}^{\text{ES}} / \eta_{\text{dis}}^{\text{ES}}) \Delta t = 0 \end{cases} \quad (14)$$

其中, $P_{\text{ch},s,t}^{\text{ES}}$ 、 $P_{\text{dis},s,t}^{\text{ES}}$ 分别为场景 s 下 t 时刻储能的储能功率和放能功率; $P_{\text{ch},\max}^{\text{ES}}$ 、 $P_{\text{dis},\max}^{\text{ES}}$ 分别为储能的储能功率、放能功率上限; $u_{\text{ch},s,t}^{\text{ES}}$ 、 $u_{\text{dis},s,t}^{\text{ES}}$ 分别为场景 s 下 t 时刻储、放能状态变量,同一时刻至少一方为 0,以 $u_{\text{ch},s,t}^{\text{ES}}$ 为例,其值为 0 表示储能未充电,为 1 表示储能处于充电状态; $\eta_{\text{ch}}^{\text{ES}}$ 、 $\eta_{\text{dis}}^{\text{ES}}$ 分别为储能效率、放能效率; $S_{s,t}^{\text{ES}}$ 为场景 s 下 t 时刻的储能容量; $S_{\max}^{\text{ES}}$ 、 $S_{\min}^{\text{ES}}$ 分别为储能容量上、下限,在调度周期结束后储能可维持在原来的容量水平; ϑ^{ES} 为储能的损耗。

2.2.4 功率平衡约束

基于 EH 模型,功率平衡约束为:

$$\begin{cases} L_{e,s,t} = P_{e,s,t}^{\text{WT}} + P_{e,s,t}^{\text{PV}} + P_{e,s,t}^{\text{G}} - e_{e,s,t}^{\text{GES}} \\ L_{h,s,t} = P_{h,s,t}^{\text{CHP}} + P_{h,s,t}^{\text{GB}} + P_{h,s,t}^{\text{HP}} - P_{h,s,t}^{\text{TES}} \\ L_{g,s,t} = \eta^{\text{gas}} (1 - v_{h,s,t}^{\text{CHP}} - v_{h,s,t}^{\text{GB}}) P_{g,s,t}^{\text{gas}} - P_{g,s,t}^{\text{GS}} \end{cases} \quad (15)$$

其中, $L_{h,s,t}$ 、 $L_{g,s,t}$ 分别为场景 s 下 t 时刻的热、气负荷。

2.2.5 与上级电网的能量交互约束

联络线传输功率不能超过其功率传输的最大值,即:

$$-P_{\text{con},\max} \leq P_{e,s,t}^{\text{G}} \leq P_{\text{con},\max} \quad (16)$$

其中, $P_{\text{con},\max}$ 为联络线传输功率最大值。

3 基于分季节多场景的三阶段RO模型

传统RO在某一可能不发生的最恶劣场景下求解得到规划方案,这使得规划结果过于保守。为同时兼顾经济性和鲁棒性,本文将RO和SO方法相结合,提出一种基于分季节多场景的三阶段RO模型,用多场景下的规划方案取代RO中最恶劣场景下的规划方案,并添加鲁棒性校验对规划方案进行校验和修正。由多场景代替恶劣场景可使规划结果更符合工程实际,用最恶劣场景校验规划方案可使规划结果兼具鲁棒性。实现概率多场景RO的关键在于场景概率值的计算以及源荷不确定集的选取。

3.1 源荷不确定集

不确定集 U 包括风光电源的不确定集和多能负荷的不确定集。不确定性变量包括场景 s 下 t 时刻风电和光伏实际输出功率 $u_{s,t}^{\text{RES}}$ 以及多能负荷的用能需求 $u_{s,t}^{\text{L}}$ 。本文采用区间形式描述该不确定性,只要保证输出功率在区间范围内,即可认为规划方案可行。具体表达式如下:

$$\begin{cases} u_{s,t}^{\text{RES}} \in [\hat{u}_{s,t}^{\text{RES}} - \Delta \bar{u}_{s,t}^{\text{RES}}, \hat{u}_{s,t}^{\text{RES}} + \Delta \bar{u}_{s,t}^{\text{RES}}] \\ u_{s,t}^{\text{RES}} = \hat{u}_{s,t}^{\text{RES}} + \rho_{s,t}^{\text{RES}} \Delta \bar{u}_{s,t}^{\text{RES}} \\ \left| \sum_{t=1}^T \rho_{s,t}^{\text{RES}} \right| \leq \Gamma^{\text{RES}} \\ u_{s,t}^{\text{L}} \in [\hat{u}_{s,t}^{\text{L}} - \Delta \bar{u}_{s,t}^{\text{L}}, \hat{u}_{s,t}^{\text{L}} + \Delta \bar{u}_{s,t}^{\text{L}}] \\ u_{s,t}^{\text{L}} = \hat{u}_{s,t}^{\text{L}} + \rho_{s,t}^{\text{L}} \Delta \bar{u}_{s,t}^{\text{L}} \\ \left| \sum_{t=1}^T \rho_{s,t}^{\text{L}} \right| \leq \Gamma^{\text{L}} \end{cases} \quad (17)$$

其中, $\hat{u}_{s,t}^{\text{RES}}$ 、 $\hat{u}_{s,t}^{\text{L}}$ 分别为场景 s 下 t 时刻RES输出功率及多能负荷需求的预测值; $\Delta \bar{u}_{s,t}^{\text{RES}}$ 、 $\Delta \bar{u}_{s,t}^{\text{L}}$ 分别为场景 s 下 t 时刻RES输出功率及多能负荷的最大可偏移量; $\rho_{s,t}^{\text{RES}}$ 、 $\rho_{s,t}^{\text{L}}$ 分别为场景 s 下 t 时刻RES输出功率及多能负荷的偏移参数,且满足 $\rho_{s,t}^{\text{RES}}, \rho_{s,t}^{\text{L}} \in [-1, 1]$; Γ^{RES} 、 Γ^{L} 分别为RES输出功率及多能负荷的不确定性参数。

3.2 综合场景概率

3.2.1 综合场景生成过程

本文基于春夏秋冬四季风光出力及负荷需求的随机特性进行多场景分析。随机变量包括场景 s 下 t 时刻的风电预测误差值 $\Delta \rho_{s,t}^{\text{WT}}$ 、光伏预测误差值 $\Delta \rho_{s,t}^{\text{PV}}$ 以及电、热、气负荷预测误差值 $\Delta \rho_{e,s,t}^{\text{L}}$ 、 $\Delta \rho_{h,s,t}^{\text{L}}$ 、 $\Delta \rho_{g,s,t}^{\text{L}}$ 。

参考文献[17-18], RES出力以及多能负荷误差均服从正态分布。场景生成过程如附录B图B1所示。按式(18)将每个场景的发生概率标准化。

$$\pi_s = \omega_s / \sum_{s=1}^{N_s} \omega_s \quad (18)$$

其中, ω_s 、 π_s 分别为标准化前、后场景 s 发生的概率; N_s 为场景聚类筛选后的综合场景数量。

3.2.2 基于同步回代削减的场景削减

由于将生成的所有场景用于规划模型中将导致优化效率低下,不利于规划方案的实际应用,因此,本文采用同步回代削减方法削减“范数距离”最近的场景,循环迭代直到场景的数量合适为止,削减后的样本仍满足概率分布。

3.3 基于分季节多场景的三阶段鲁棒规划模型

基于分季节多场景的规划模型表达式为:

$$\min_{\mathbf{x}_{\text{inv},s}, \mathbf{x}_{\text{ope},s}} \left\{ \sum_{s=1}^{N_s} \pi_s \mathbf{a}^T \mathbf{x}_{\text{inv},s} + \min_{s \in \Omega_s} \sum_{m=1}^4 \left(D_m \sum_{s=1}^{N_s} \pi_s \mathbf{b}^T \mathbf{x}_{\text{ope},s} \right) \right\} \quad (19)$$

其中, $\mathbf{a}$ 、 $\mathbf{b}$ 均为目标函数系数矩阵; Ω_s 为综合场景集合; m 为季节标识; D_m 为第 m 个季节的天数;投资变量 $\mathbf{x}_{\text{inv},s}$ 包括新建线路决策变量、BES设备的容量和最大功率;运行变量 $\mathbf{x}_{\text{ope},s}$ 为每个MFGES设备的输出功率。目标函数式中 $\sum_{s=1}^{N_s} \pi_s \mathbf{a}^T \mathbf{x}_{\text{inv},s}$ 表示多场景下的投资成本 C_{inv} ;

$\min_{s \in \Omega_s} \sum_{m=1}^4 \left(D_m \sum_{s=1}^{N_s} \pi_s \mathbf{b}^T \mathbf{x}_{\text{ope},s} \right)$ 表示多场景下的运行成本 C_{ope} 。该模型拆分为以下3个阶段。

3.3.1 第一阶段

第一阶段为投资阶段,在分季节多场景下以投资成本最小为目标,确定配电网中配电线路的建设方案以及BES设备的选址定容方案,具体模型为:

$$\begin{cases} \min \sum_{s=1}^{N_s} \pi_s \mathbf{a}^T \mathbf{x}_{\text{inv},s} = C_{\text{inv}} \\ \text{s.t. } \mathbf{A} \mathbf{x}_{\text{inv},s} \leq \mathbf{e} \quad \forall s \in \Omega_s \\ \mathbf{B} \mathbf{x}_{\text{inv},s} = \mathbf{f} \quad \forall s \in \Omega_s \end{cases} \quad (20)$$

其中, $\mathbf{A}$ 、 $\mathbf{B}$ 分别为不等式和等式约束的系数矩阵; $\mathbf{e}$ 、 $\mathbf{f}$ 为约束条件中的常数列向量。约束条件包括式(9)所示规划决策变量约束和辐射状约束(见附录A)。

3.3.2 第二阶段

第二阶段为运行阶段,在已知第一阶段建设方案 $\mathbf{x}_{\text{inv},s}^0$ (上标0表示基于分季节多场景的结果,后同)下考虑RIES的运行情况,调用MFGES资源保证系统安全运行,在分季节多场景下以运行成本最小为目标确定MFGES的调度策略。具体模型为:

$$\begin{cases} \min_{\mathbf{x}_{\text{ope},s}} \sum_{m=1}^4 \left(D_m \sum_{s=1}^{N_s} \pi_s \mathbf{b}^T \mathbf{x}_{\text{ope},s} \right) = C_{\text{ope}} \\ \text{s.t. } \mathbf{C} \mathbf{x}_{\text{ope},s} \leq \mathbf{g} \quad \forall s \in \Omega_s \\ \mathbf{D} \mathbf{x}_{\text{ope},s} = \mathbf{h} \quad \forall s \in \Omega_s \end{cases} \quad (21)$$

其中, $\mathbf{C}$ 、 $\mathbf{D}$ 分别为不等式约束和等式约束的系数矩阵; $\mathbf{g}$ 、 $\mathbf{h}$ 为约束条件中的常数列向量。约束条件包括网络约束(见附录A)、式(10)~(14)所示MFGES运行约束、式(15)所示功率平衡约束与式(16)所示上级电网的能量交互约束。

3.3.3 第三阶段

第三阶段为鲁棒性校验阶段,在第二阶段已得到多场景下 MFGES 出力功率的情况下引入不确定参数波动区间,对该调度方案进行鲁棒性校验。

当 RIES 接入大量的分布式电源和波动负荷时,波动性和随机性会影响系统潮流以及功率平衡。因此本文进行鲁棒性校验即校验第一阶段规划方案在最恶劣场景下是否满足电、热、气功率平衡约束。本文规定最恶劣场景 Ω_{s^*} 为源荷不确定集的端点场景,包括风光电源出力最大、多能负荷需求最小以及风光电源出力最小、多能负荷需求最大 2 种情况。第三阶段鲁棒性校验数学模型为:

$$\begin{cases} \max_{u \in U} \min_{\mathbf{x}_{\text{inv}}^0, \mathbf{x}_{\text{ope}}^0} \mathbf{b}^T \mathbf{x}_{\text{ope}, s} \\ \text{s.t. } \mathbf{P} = \mathbf{0}, \forall s \in \Omega_{s^*} \end{cases} \quad (22)$$

其中, $u \in U$ 表示源荷不确定变量 u 在不确定集 U 中取值; $\mathbf{x}_{\text{inv}}^0, \mathbf{x}_{\text{ope}}^0$ 分别为第一、二阶段可行解; $\mathbf{P} = \mathbf{0}$ 为 $\forall s \in \Omega_{s^*}$ 时不确定参数下电、气、热功率平衡松弛约束,具体如式(23)所示。

$$\begin{cases} u_{e,s,t}^{\text{WT}} + u_{e,s,t}^{\text{PV}} + P_{e,s,t}^{\text{G}} - e_{e,s,t}^{\text{GES}} - u_{e,s,t}^{\text{L}} + \bar{\xi}_{e,t} - \underline{\xi}_{e,t} = 0 \\ P_{h,s,t}^{\text{CHP}} + P_{h,s,t}^{\text{GB}} + P_{h,s,t}^{\text{HP}} - P_{h,s,t}^{\text{HS}} - u_{h,s,t}^{\text{L}} + \bar{\xi}_{h,t} - \underline{\xi}_{h,t} = 0 \\ \eta_g (1 - v_{s,t}^{\text{CHP}} - v_{s,t}^{\text{GB}}) P_{g,s,t}^{\text{gas}} - P_{g,s,t}^{\text{GS}} - u_{g,s,t}^{\text{L}} + \bar{\xi}_{g,t} - \underline{\xi}_{g,t} = 0 \end{cases} \quad (23)$$

其中, $\bar{\xi}_{e,t}, \bar{\xi}_{h,t}, \bar{\xi}_{g,t}$ 和 $\underline{\xi}_{e,t}, \underline{\xi}_{h,t}, \underline{\xi}_{g,t}$ 分别为电、热、气功率平衡约束的正松弛和负松弛变量; $u_{e,s,t}^{\text{WT}}, u_{e,s,t}^{\text{PV}}$ 分别为风电、光伏的实际发电量; $u_{h,s,t}^{\text{L}}, u_{g,s,t}^{\text{L}}$ 分别为热、气负荷实际需求。

考虑到式(22)为 max-min 问题,不能直接求解,采用对偶理论将内层 min 问题转化为 max 问题,从而与外层 max 合并,方便求解。

将 $\mathbf{x}_{\text{ope}}^0$ 代入鲁棒性校验数学模型中,若满足约束条件,则上述规划方案为满足鲁棒约束的最优规划方案,若不满足,则将恶劣场景下得到的约束式(23)加入第二阶段,再将第二阶段运行成本返回第一阶段,再次得到新的规划方案,依此类推进行循环交互迭代,直至找到满足鲁棒性校验的规划方案鲁棒解。

4 模型求解

本文所提基于分季节多场景的三阶段鲁棒规划模型中,每个阶段的模型均为混合整数线性规划模型,因此在 3 个阶段均采用商业软件 CPLEX 交替迭代求解。求解流程如图 4 所示。图中, $\mathbf{x}_{\text{inv}}^0(k), \mathbf{x}_{\text{ope}}^0(k)$ 分别为第 k 次迭代时基于分季节多场景的建设决策变量和运行决策变量; $\mathbf{x}_{\text{inv}}^{0*}(k+1), \mathbf{x}_{\text{ope}}^{0*}(k+1)$ 分别为第 $k+1$ 次迭代时基于最恶劣场景下的建设决策变量和运行决策变量。

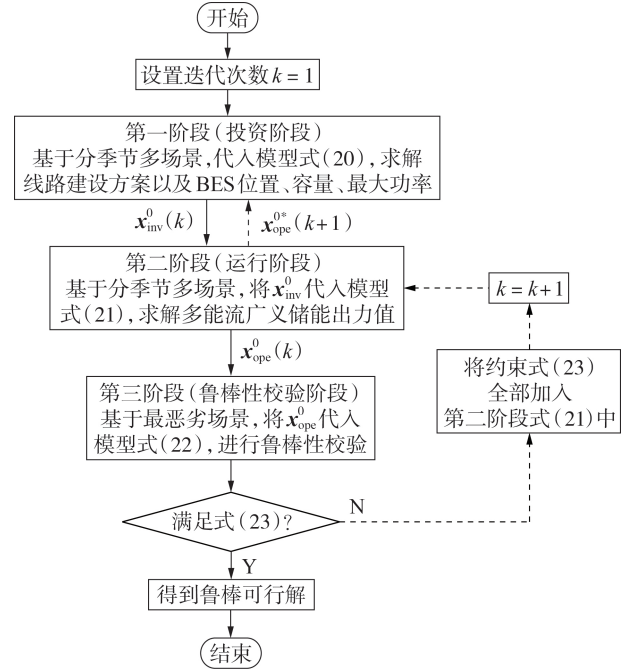


图 4 求解流程图

Fig.4 Solution flowchart

5 算例分析

5.1 算例条件

本文以修改后的 IEEE 14-NGS14 测试系统^[19]为例,见附录 C 图 C1。该系统内多能输入包括电力和天然气,多能输出包括电、气、热 3 种负荷,设备和负荷位置分布情况如附录 C 表 C1 所示;系统中 TL 包括部分工商业负荷、冰蓄冷空调等,接入容量占比为 20%,RL 包括温控负荷、楼宇照明负荷等,接入容量占比为 16%,TL 和 RL 单位补偿费用见文献[10];不确定参数 $\Gamma^{\text{RES}} = 5, \Gamma^{\text{L}} = 5$ 。本文采用基于同步回代削减的方法对生成场景进行削减,各季节求得的典型综合场景数为 10 个,以夏季为例,各场景概率值见表 1,算例设备型号及参数见文献[19]。

表 1 夏季各综合场景的概率值

Table 1 Probability values of each integrated scenario in summer

场景	概率值	场景	概率值
1	0.0054	6	0.0427
2	0.1459	7	0.0554
3	0.0008	8	0.1594
4	0.2239	9	0.0107
5	0.3460	10	0.0098

5.2 MFGES 对规划结果的影响

RIES 中各类能源耦合元件能够实现非电力环节对电力环节的补充,综合考虑 MFGES 特性,有效降低建设成本和运行成本,提高能源利用效率和 RES 消纳水平。为验证本文所提模型的有效性,设

计以下2种方案进行对比分析验证。

方案1:不考虑多能源耦合对配电网规划的影响,即配电网按照满足RIES内原始电负荷进行网储协调规划。

方案2:按照本文模型进行配电网协调规划。

5.2.1 经济性分析

2种不同方案下的建设成本和运行成本如表1所示。从总成本来看,方案2得到的规划结果优于方案1,方案2总成本减少了9.60%。

表2 不同方案规划结果

Table 2 Planning results of different schemes

参数	方案1	方案2
新建线路	$H_1-H_2, H_2-H_4, H_{10}-H_{11}$	$H_2-H_5, H_{12}-H_{13}, H_{13}-H_{14}$
BES位置(容量/(kW·h),最大功率/kW)	6(974.8, 547.4)、11(1078.5, 598.3)	10(805.8, 418.2)、14(712.3, 427.7)
建设成本/万元	15274.12	11778.45
外部能源交易成本/万元	47668.19	37289.35
设备运行成本/万元	11380.45	17883.98
弃风弃光成本/万元	6395.15	6018.09
总成本/万元	80717.91	72969.87

注: $H_1, H_2, \dots, H_{14}$ 均为节点名称。

从建设成本来看,方案2比方案1低,主要原因是2种方案下新建线路方案和储能安装容量不同,方案2的建设成本较方案1减少了22.89%,这说明方案2通过调度MFGES起到了优化配电网潮流的作用,提高了线路使用率,通过优选更合适的新建线路组合节省了线路投建成本,同时GES也代替传统储能发挥作用,从而增加了系统储能总容量,减少了传统储能的建设成本。

从运行成本来看,方案2低于方案1,其原因在于通过不同能源间的相互作用以及电力侧可控负荷的合理利用,原本难以消纳的电量通过电热转换设备供给热负荷,从而有效消纳电量,这使得方案2的外部能源交易成本和弃风弃光成本降低。但方案2的设备运行成本有所提高,这是由于方案2除了调用传统储能外,还调用了更多其他灵活性资源,耗费了许多如激励用户需求响应的补偿成本以及能源耦合单元的运维成本等。

5.2.2 运行效果分析

RIES内部供电系统、供热系统出力结果分别见附录C图C2、C3。从图中可以看出:在用能高峰期,储能装置放电;在用能低谷期,储能装置充电。对于供电系统而言:在01:00—07:00、22:00—24:00期间,电负荷较小,储电装置充电,并通过热泵装置将多余的电能转换为热能,且由储热装置存储;在08:00—21:00期间,电负荷较大,储电装置放电,电热转换装置减少供能,保证电负荷正常用电。对于供热系统

而言:夏季用户的供热需求总体较小,大部分热能由燃气锅炉供给;21:00—23:00为用热高峰期,且该时段电负荷较小,热泵等电热转换装置出力增加消纳该时段富余的电能,富余热能由储热装置存储。

图5为不同方案下的电负荷曲线。方案2的负荷曲线高于方案1的部分相当于MFGES储存能量部分,方案2的负荷曲线低于方案1的部分相当于MFGES释放能量部分。以运行成本最小为目标函数得到MFGES的调度策略,调整MFGES与配电网的交互功率值,能改善电能时空分布,达到充放电效果。

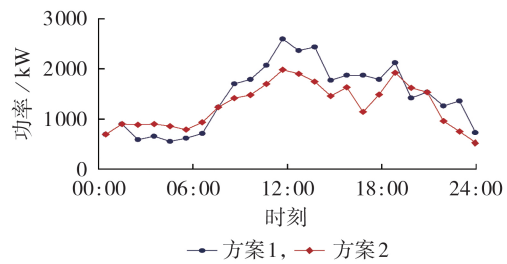


图5 不同方案下的电负荷曲线

Fig.5 Electrical load curves under different schemes

图6为不同方案下的RES消纳量对比。方案1为14017.1 kW·h,方案2为14987.6 kW·h。图中斜线阴影部分为方案2比方案1多消纳的电能,其值为970.5 kW·h。方案1为能源分供系统,由于同一时刻负荷需求与RES出力存在不匹配性,且设备出力功率以及出力容量的限制,会导致弃风弃光现象的产生。方案2中,MFGES通过能量相互协调利用达到充放电效果,电力侧GES可采用削减负荷、转移负荷等方式来改变负荷分布,非电力侧GES可利用电热转换等方式将原本无法消纳的电量转换为其他能量,从而增加RES消纳。

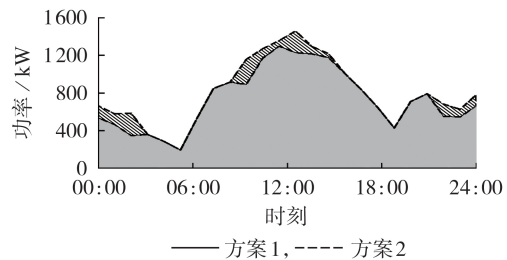


图6 RES消纳量对比

Fig.6 Comparison of RES consumption

5.3 不确定性方法对规划结果的影响

为验证本文所提方法的有效性,与传统RO、SO方法进行对比分析,如表3所示。从表中可见,本文方法规划总成本介于RO和SO之间。与SO相比,本文方法为满足更恶劣场景下的运行约束条件,需调整MFGES出力来应对该恶劣场景,规划总成本增大。与RO相比,本文以分季节多场景进行规划,有效解决RO以最恶劣场景进行规划导致的结果保守

表3 不同方法经济性对比

Table 3 Economy comparison among different methods

不确定性 处理方法	建设成本 / 万元	运行成本 / 万元	规划总成本 / 万元
本文方法	11 778.45	61 191.42	72 969.87
SO	9 778.45	59 369.79	69 148.24
RO	12 820.63	65 547.41	79 368.04

性问题,规划总成本降低。

为验证不同方法的鲁棒性,本文采用蒙特卡洛模拟得到5000个预测场景并代入模型进行计算,得到规划总成本的分布情况见图7。从图中可见,SO结果位于蒙特卡洛模拟结果的中间,且SO频数较高,这说明SO求得的规划结果专注于高频场景,且不能覆盖全部场景,鲁棒性较差。本文方法与RO均位于蒙特卡洛模拟的右侧,鲁棒性较强,且本文方法经济性更好。因此,本文方法可兼顾鲁棒性和经济性。

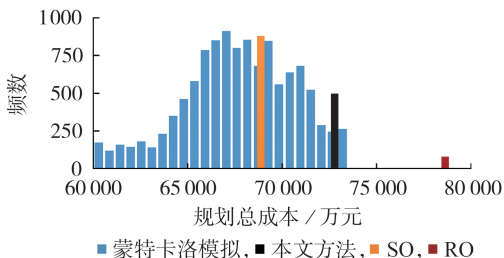


图7 不同方法的鲁棒性比较

Fig.7 Robustness comparison among different methods

6 结论

本文建立综合考虑MFGES作用以及源荷两端不确定性的配电网协调规划模型,通过算例证明了规划模型和规划方案的有效性,并得到以下结论:

(1)对RIES中储能进行广义化研究,通过网侧资源协同利用与多能流优化调度达到存储与释放能量的目的,实现非电力环节对配电网的支撑作用;

(2)在源荷不确定性处理方面,提出一种基于分季节多场景的三阶段RO模型,在多场景规划的基础上加入鲁棒性校验,优化结果在经济性和保守性方面均表现出良好的性能;

(3)算例结果表明,本文规划方案总成本降低了9.60%,有效提高了系统经济性,且将MFGES纳入配电网规划模型中有效促进了RES消纳,消纳量提高了6.92%。

本文在对MFGES系统建模时,分别考虑各实际储能设备、可控负荷的等效充放电特性以及能源耦合设备的出力情况。如何从时空充放电特性上考虑各种GES的异同之处,并建立基于时空充放电特性的GES统一抽象模型值得进一步研究。

附录见本刊网络版(<http://www.epae.cn>)。

参考文献:

- [1] 李宏仲,高宇男,张雪莹,等. 地区电网光伏消纳能力的提升策略[J]. 电力自动化设备,2018,38(7):114-120,127.
LI Hongzhong,GAO Yunan,ZHANG Xueying,et al. Promotion strategy of photovoltaic accommodation ability for regional power grid[J]. Electric Power Automation Equipment,2018,38(7):114-120,127.
- [2] ZHAO B N,CONEJO A J,SIOHANSI R. Coordinated expansion planning of natural gas and electric power systems[J]. IEEE Transactions on Power Systems,2018,33(3):3064-3075.
- [3] 雷霞,唐文左,李逐云,等. 考虑区域综合能源系统优化运行的配电网扩展规划[J]. 电网技术,2018,42(11):3459-3470.
LEI Xia,TANG Wenzuo,LI Zhu Yun,et al. Distribution network expansion planning considering optimal operation of regional integrated energy system[J]. Power System Technology,2018,42(11):3459-3470.
- [4] 蔡含虎,向月,杨昕然. 计及需求响应的综合能源系统容量经济配置及效益分析[J]. 电力自动化设备,2019,39(8):186-194.
CAI Hanhu,XIANG Yue,YANG Xinran. Economic capacity allocation and benefit analysis of integrated energy system considering demand response[J]. Electric Power Automation Equipment,2019,39(8):186-194.
- [5] 李宏仲,吕梦琳,胡列翔,等. 第24届国际供电会议研究成果综述:微电网的规划与运行[J]. 电网技术,2019,43(4):1465-1471.
LI Hongzhong,LÜ Menglin,HU Liexiang,et al. Review of CIRE2017 on microgrid planning and operation[J]. Power System Technology,2019,43(4):1465-1471.
- [6] 刘海涛,许伦,郝思鹏,等. 基于配电网分区的分布式混合储能优化方法[J]. 电力自动化设备,2020,40(5):137-145.
LIU Haitao,XU Lun,HAO Sipeng,et al. Optimization method of distributed hybrid energy storage based on distribution network partition[J]. Electric Power Automation Equipment,2020,40(5):137-145.
- [7] JIANG Q Y,HONG H S. Wavelet-based capacity configuration and coordinated control of hybrid energy storage system for smoothing out wind power fluctuations[J]. IEEE Transactions on Power Systems,2013,28(2):1363-1372.
- [8] 贺继锋,杜治,黄家祺,等. 考虑储能站投资收益的配电网规划模型[J]. 电力建设,2017,38(6):92-99.
HE Jifeng,DU Zhi,HUANG Jiaqi,et al. Distribution network planning model considering income from investment of energy storage station[J]. Electric Power Construction,2017,38(6):92-99.
- [9] 茆美琴,刘云晖,张榴晨,等. 含高渗透率可再生能源的配电网广义储能优化配置[J]. 电力系统自动化,2019,43(8):77-85.
MAO Meiqin,LIU Yunhui,ZHANG Liuchen,et al. Optimal configuration of generalized energy storage in distribution network with high-penetration renewable energy[J]. Automation of Electric Power Systems,2019,43(8):77-85.
- [10] 程林,齐宁,田立亭. 考虑运行控制策略的广义储能资源与分布式电源联合规划[J]. 电力系统自动化,2019,43(10):27-35,43.
CHENG Lin,QI Ning,TIAN Liting. Joint planning of generalized energy storage resource and distributed generator considering operation control strategy[J]. Automation of Electric Power Systems,2019,43(10):27-35,43.
- [11] 刘柳,王丹,贾宏杰,等. 广义多源储能系统综合建模与能量优化分析[J]. 电力建设,2017,38(12):2-11.
LIU Liu,WANG Dan,JIA Hongjie,et al. Integrated modeling

- and energy optimization analysis of generalized multi-source energy storage system[J]. Electric Power Construction, 2017, 38(12):2-11.
- [12] 李宏仲, 房宇娇, 肖宝辉. 考虑广义储能的区域综合能源系统优化运行研究[J]. 电网技术, 2019, 43(9):3130-3138.
LI Hongzhong, FANG Yujiao, XIAO Baohui. Research on optimized operation of regional integrated energy system considering generalized energy storage[J]. Power System Technology, 2019, 43(9):3130-3138.
- [13] 雷金勇, 郭祚刚, 陈聪, 等. 考虑不确定性及电/热储能的综合能源系统两阶段规划-运行联合优化方法[J]. 电力自动化设备, 2019, 39(8):169-175.
LEI Jinyong, GUO Zuogang, CHEN Cong, et al. Two-stage planning-operation co-optimization of IES considering uncertainty and electrical/thermal energy storage[J]. Electric Power Automation Equipment, 2019, 39(8):169-175.
- [14] 郭尊, 李庚银, 周明, 等. 考虑网络约束和源荷不确定性的区域综合能源系统两阶段鲁棒优化调度[J]. 电网技术, 2019, 43(9):3090-3100.
GUO Zun, LI Gengyin, ZHOU Ming, et al. Two-stage robust optimal scheduling of regional integrated energy system considering network constraints and uncertainties in source and load[J]. Power System Technology, 2019, 43(9):3090-3100.
- [15] XIE S W, HU Z J, ZHOU D M, et al. Multi-objective active distribution networks expansion planning by scenario-based stochastic programming considering uncertain and random weight of network[J]. Applied Energy, 2018, 219:207-225.
- [16] 周贤正, 郭创新, 陈玮, 等. 基于混合整数二阶锥的配电网-气网联合规划[J]. 电力自动化设备, 2019, 39(6):1-11.
ZHOU Xianzheng, GUO Chuangxin, CHEN Wei, et al. Joint planning of electricity-gas distribution network based on mixed integer second-order cone programming[J]. Electric Power Automation Equipment, 2019, 39(6):1-11.
- [17] 何耀耀, 闻才喜, 许启发. 基于Epanechnikov核与最优窗宽组合的中期电力负荷概率密度预测方法[J]. 电力自动化设备, 2016, 36(11):120-126.
HE Yaoyao, WEN Caixi, XU Qifa. Mid-term power load probability density forecast based on Epanechnikov kernel and optimal window bandwidth[J]. Electric Power Automation Equipment, 2016, 36(11):120-126.
- [18] 杨楠, 崔家展, 周峥, 等. 基于模糊序优化的风功率概率模型非参数核密度估计方法[J]. 电网技术, 2016, 40(2):335-340.
YANG Nan, CUI Jiazhao, ZHOU Zheng, et al. Research on non-parametric kernel density estimation for modeling of wind power probability characteristics based on fuzzy ordinal optimization[J]. Power System Technology, 2016, 40(2):335-340.
- [19] 李哲, 王成福, 梁军, 等. 计及风电不确定性的电-气-热综合能源系统扩展规划方法[J]. 电网技术, 2018, 42(11):3477-3487.
LI Zhe, WANG Chengfu, LIANG Jun, et al. Expansion planning method of integrated energy system considering uncertainty of wind power[J]. Power System Technology, 2018, 42(11):3477-3487.

作者简介:



郑伟民

郑伟民(1971—),男,浙江台州人,高级工程师,硕士,主要研究方向为电网规划、电力系统分析(E-mail: zheng_weimin@zj.sgcc.com.cn);

王蕾(1982—),女,河北邢台人,高级工程师,硕士,主要研究方向为电网规划、电力系统分析(E-mail: wang_lei1@zj.sgcc.com.cn);

李宏仲(1977—),男,山东潍坊人,副教授,博士,研究方向为可再生能源发电消纳、配电网可靠性评估及规划、综合能源系统规划(E-mail: lhz_ab@263.net)。

(编辑 王锦秀)

Coordinated planning of distribution network considering function of multi-energy flow generalized energy storage

ZHENG Weimin¹, WANG Lei², SUN Ke¹, LI Hongzhong³, ZHANG Yi³, FANG Yujiao³

(1. State Grid Zhejiang Electric Power Co., Ltd., Hangzhou 310007, China;

2. State Grid Zhejiang Economic and Technological Research Institute, Hangzhou 310008, China;

3. School of Electrical Engineering, Shanghai University of Electric Power, Shanghai 200090, China)

Abstract: The regional integrated energy system with energy coupling and energy interaction is gradually formed in the distribution network under the background of energy internet, which is of great significance for improving the penetration rate of renewable energy and solving environmental problems. The purpose of energy storage is achieved through cooperative utilization of resources at network side and optimal scheduling of multi-energy flow, and a multi-energy flow generalized energy storage system is constructed. On this basis, a three-stage robust programming model based on seasonal multi-scene is built with the method combining stochastic optimization and robust optimization, which considers the multiple uncertainties of multi-energy load and distributed generation. The model of each stage is transformed into the mixed integer linear programming model, and CPLEX is adopted for its cross iteration solution. An improved IEEE 14-NGS14 system is taken for example, the simulative results verify that the planning scheme obtained by the proposed model can effectively reduce the construction and operation cost, and improve the energy utilization efficiency and renewable energy consumption level, compared with the traditional robust optimization and stochastic optimization, the proposed model achieves good balance between economy and conservatism.

Key words: regional integrated energy system; generalized energy storage; multi-scene robust programming model; distribution network planning; renewable energy consumption

附录 A:

(1) 配电网约束。

原始潮流平衡约束与安全运行约束包含较多非线性项。为将其线性化，此处采用文献[14]中的二阶锥松弛技术将相关约束式转化为二阶锥形式。对于 $\forall s, \forall ij \in \Omega^{\text{LINE}}$ ，其中， Ω^{LINE} 为所有电力线路集合，转换后的具体表达为：

$$\sum_{m \in \delta(j)} P_{e,jm,s,t} - \sum_{i \in \ell(j)} (P_{e,ij,s,t} - I_{ij,s,t}^* r_{ij}) = P_{e,i,s,t}^G + P_{e,i,s,t}^{\text{WT}} +$$

$$P_{e,i,s,t}^{\text{PV}} - L_{e,i,s,t} - e_{e,i,s,t}^{\text{GES_E}} - e_{e,i,s,t}^{\text{GES_NE}}$$

$$\sum_{m \in \delta(j)} Q_{e,jm,s,t} - \sum_{i \in \ell(j)} (Q_{e,ij,s,t} - I_{e,ij,s,t}^* x_{ij}) = Q_{e,i,s,t}^G + Q_{e,i,s,t}^{\text{WT}} +$$

$$Q_{e,i,s,t}^{\text{PV}} - Q_{e,i,s,t} - Q_{e,i,s,t}^{\text{GES_E}} - Q_{e,i,s,t}^{\text{GES_NE}}$$

$$U_{e,j,s,t}^* \leq U_{e,i,s,t}^* - 2(P_{e,ij,s,t} r_{ij} + Q_{e,ij,s,t} x_{ij}) +$$

$$I_{e,ij,s,t}^* (r_{ij}^2 + x_{ij}^2) + M \left(1 - \sum_n x_{ij,n}^L \right) \quad (\text{A3})$$

$$U_{e,j,s,t}^* \geq U_{e,i,s,t}^* - 2(P_{e,ij,s,t} r_{ij} + Q_{e,ij,s,t} x_{ij}) +$$

$$I_{e,ij,s,t}^* (r_{ij}^2 + x_{ij}^2) - M \left(1 - \sum_n x_{ij,n}^L \right) \quad (\text{A4})$$

$$U_{e,i,\min}^2 \leq U_{e,i,s,t}^* \leq U_{e,i,\max}^2 \quad (\text{A5})$$

$$I_{e,ij,s,t}^* \leq I_{e,ij,\max}^2 \quad (\text{A6})$$

$$\left\| \begin{array}{c} 2P_{e,ij,s,t} \\ 2Q_{e,ij,s,t} \\ I_{e,ij,s,t}^* - U_{e,i,s,t}^* \end{array} \right\|_2 \leq I_{e,ij,s,t}^* + U_{e,i,s,t}^* \quad (\text{A7})$$

其中， $I_{e,ij,s,t}^* = I_{e,ij,s,t}^2$, $U_{e,i,s,t}^* = U_{e,i,s,t}^2$ ， $I_{e,ij,s,t}$ 为支路 ij 流过的电流； $U_{e,i,s,t}$ 为节点 i 电压； $\delta(j)$ 为以节点 j 为末端节点支路的始端节点集合； $\ell(j)$ 为以节点 j 为始端节点支路的末端节点集合； $P_{e,ij,s,t}$ 、 $Q_{e,ij,s,t}$ 分别为流过支路 ij 的有功功率和无功功率； $P_{e,i,s,t}$ 、 $Q_{e,i,s,t}$ 分别为相应设备在节点 i 注入的有功功率和无功功率； r_{ij} 、 x_{ij} 为分别为支路 ij 的电阻、电抗； M 为很大的常数； $x_{ij,n}^L$ 为第 n 种线路的建设决策变量； $U_{e,i,\max}$ 、 $U_{e,i,\min}$ 分别为节点 i 电压幅值上、下限； $I_{e,ij,\max}$ 为支路 ij 的电流幅值限值。约束式 (A1)、(A2) 保证各支路的潮流平衡，式 (A3) — (A6) 分别为节点电压和支路电流满足的约束；式 (A7) 为将非线性约束 $I_{ij,s,t}^* = (P_{e,ij,s,t}^2 + Q_{e,ij,s,t}^2)/U_{e,i,s,t}^*$ 转化后的二阶锥约束。

本文研究的配电网皆为以变电站为根节点的辐射状网络，需满足辐射状约束条件。

$$\forall ij \in \Omega^{\text{LINE}}, z_{ij}^{\text{E}} \geq 0 \quad (\text{A8})$$

$$\forall m \in \Omega^{\text{Esub}}, \forall im \in \Omega^{\text{LINE}}, z_{im}^{\text{E}} = 0 \quad (\text{A9})$$

$$\forall i \in \Omega^{\text{E}} \setminus \Omega^{\text{Esub}} \quad \forall ij \in \Omega^{\text{LINE}}, \sum_{j:ij} z_{ji}^{\text{E}} = 1 \quad (\text{A10})$$

其中， Ω^{Esub} 为所有变电站节点集合； Ω^{E} 为所有节点集合； z_{ij}^{E} 为线路潮流方向变量，从节点 i 到节点 j 正向存在潮流时取为 1，没有潮流时取为 0。参考文献[15]，为了降低求解难度，可以将方向辅助变量 z_{ij}^{E} 设置为连续变量，通过式 (A8) — (A10)，可使其自动置 0 和 1，且 z_{ij}^{E} 并不一定等于 z_{ji}^{E} ；式 (A8) 限制了从变电站流出的潮流是正向的；式 (A10) 保证了配电网网架结构为辐射状，与式 (A8) 一起保证了任意 2 座变电站之间不会相互供电。

(2) 天然气网约束。

天然气网约束包括节点流量平衡约束、节点气压限制以及管道流量限制。

$$F_{i,s,t} + \sum_{j \in \Omega_{\text{up},i}} F_{j,s,t}^{\text{s}} = L_{i,s,t}^{\text{g}} + \sum_{k \in \Omega_{\text{down},i}} F_{k,s,t}^{\text{s}} \quad (\text{A11})$$

$$F_{ij,s,t} = \text{sgn}(G_{i,s,t}, G_{j,s,t}) K_{ij} \sqrt{G_{i,s,t}^2 - G_{j,s,t}^2} \quad (\text{A12})$$

$$\text{sgn}(G_{i,s,t}, G_{j,s,t}) = \begin{cases} 1 & G_{i,s,t} > G_{j,s,t} \\ -1 & G_{i,s,t} < G_{j,s,t} \end{cases} \quad (\text{A13})$$

$$|F_{ij,s,t}| \leq F_{ij,\text{max}} \quad (\text{A14})$$

$$G_{i,\text{max}} \leq G_{i,s,t} \leq G_{j,\text{max}} \quad (\text{A15})$$

其中， $F_{i,s,t}$ 为节点 i 输入天然气管网的流量； $\Omega_{\text{up},i}$ 、 $\Omega_{\text{down},i}$ 分别为节点 i 的上、下游节点集合； $F_{j,s,t}^{\text{s}}$ 、 $F_{k,s,t}^{\text{s}}$ 分别为节点 i 的上游节点 j 和下游节点 k 向管道注入的流量； $L_{i,s,t}^{\text{g}}$ 为节点 i 的气负荷； $\text{sgn}(\cdot)$ 为阶跃函数； K_{ij} 为传输系数； $F_{ij,\text{max}}$ 为管道 ij 传输流量上限； $G_{j,\text{max}}$ 、 $G_{i,\text{max}}$ 分别为管道气压上、限。式 (A11) 为节点流量平衡；式 (A12) 为管道 ij 的流量 $F_{ij,s,t}$ 与管道气压 $G_{i,s,t}$ 、 $G_{j,s,t}$ 的关系；式 (A14) 为管道流量限制；式 (A15) 为节点气压限制。

式 (A12) — (A13) 为非线性约束，参考文献[16]同样采用二阶锥松弛形式，可将其转换为线性约束。

首先，借助辅助变量 $\lambda_{g,ij,s,t}^+$ 和 $\lambda_{g,ij,s,t}^-$ ，消除符号函数式 (A13)，即将式 (A13) 转化为：

$$\begin{cases} \lambda_{g,ij,s,t}^+ = 1, \lambda_{g,ij,s,t}^- = 0 & G_{g,i,s,t} > G_{g,j,s,t} \\ \lambda_{g,ij,s,t}^+ = 0, \lambda_{g,ij,s,t}^- = 1 & G_{g,i,s,t} < G_{g,j,s,t} \end{cases} \quad (\text{A16})$$

此时式 (A12) 和式 (A13) 可以转化为：

$$\begin{cases} F_{ij,s,t}^2 = K_{ij}^2 (\lambda_{g,ij,s,t}^+ - \lambda_{g,ij,s,t}^-) (G_{g,i,s,t}^2 - G_{g,i,s,t}^2) \\ (\lambda_{g,ij,s,t}^+ - 1) G_{g,i,\max} \leq G_{g,i,s,t} - G_{g,i,s,t} \leq (1 - \lambda_{g,ij,s,t}^-) G_{g,i,\max} \\ (\lambda_{g,ij,s,t}^+ - 1) \sum_j G_{g,j,\max} \leq F_{ij,s,t} \leq (1 - \lambda_{g,ij,s,t}^-) \sum_j G_{g,i,\max} G_{g,i,\max} \\ \lambda_{g,ij,s,t}^+ + \lambda_{g,ij,s,t}^- = 1 \end{cases} \quad (\text{A17})$$

引入辅助变量 $\kappa_{g,ij,s,t}$ 将转化后的式 (A17) 中第一个公式进一步松弛为:

$$\left\| \frac{F_{ij,s,t}^2 / K_{ij}}{\kappa_{g,ij,s,t} - 1} \right\|_2 \leq \kappa_{g,ij,s,t} + 1 \quad (\text{A18})$$

$\kappa_{g,ij,s,t}$ 为双线性项, 由 McCormick 包络近似法, 可转化为:

$$\begin{cases} \kappa_{g,ij,s,t} \geq \varpi_{g,j,s,t} - \varpi_{g,i,s,t} + (G_{g,i,\min}^2 - G_{g,i,\max}^2)(\lambda_{g,ij,s,t}^+ - \lambda_{g,ij,s,t}^- + 1) \\ \kappa_{g,ij,s,t} \geq \varpi_{g,i,s,t} - \varpi_{g,j,s,t} + (G_{g,i,\min}^2 - G_{g,i,\max}^2)(\lambda_{g,ij,s,t}^+ - \lambda_{g,ij,s,t}^- - 1) \\ \kappa_{g,ij,s,t} \leq \varpi_{g,j,s,t} - \varpi_{g,i,s,t} + (G_{g,i,\min}^2 - G_{g,i,\max}^2)(\lambda_{g,ij,s,t}^+ - \lambda_{g,ij,s,t}^- + 1) \\ \kappa_{g,ij,s,t} \leq \varpi_{g,i,s,t} - \varpi_{g,j,s,t} + (G_{g,i,\min}^2 - G_{g,i,\max}^2)(\lambda_{g,ij,s,t}^+ - \lambda_{g,ij,s,t}^- + 1) \end{cases} \quad (\text{A19})$$

$$\varpi_{g,i,s,t} = G_{g,i,s,t}^2, \quad G_{g,i,\min}^2 \leq \varpi_{g,i,s,t} \leq G_{g,i,\max}^2 \quad (\text{A20})$$

基于以上分析, 可将天然气网中的非线性约束 (A12)—(A13) 转化为线性约束式 (A16) — (A19)。

附录 B:

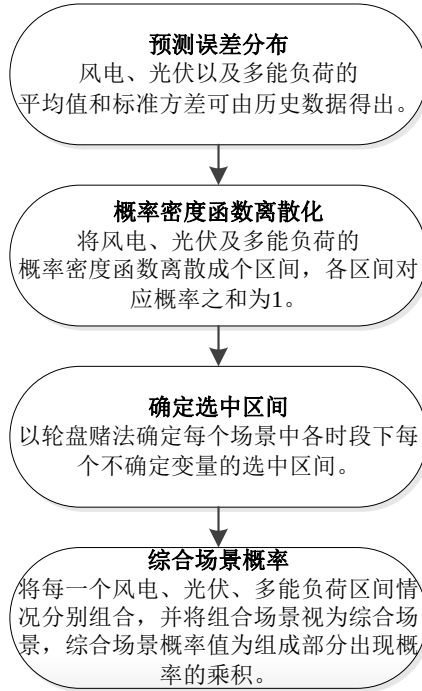
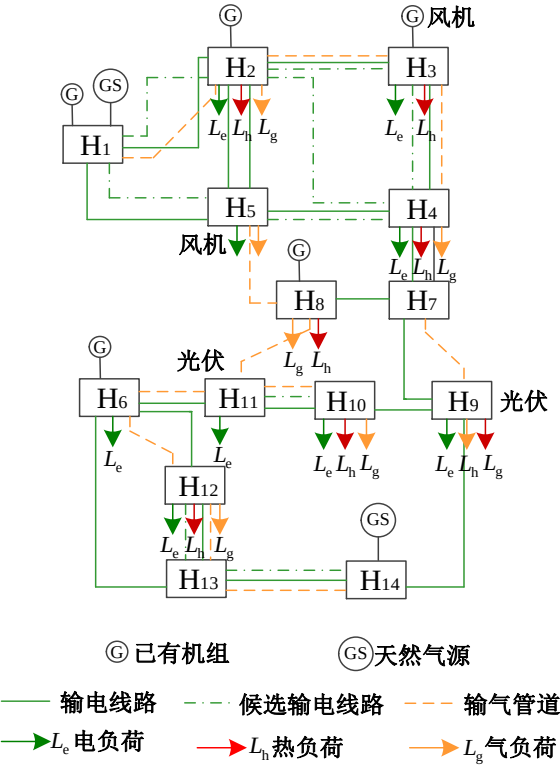


图 B1 场景生成过程

Fig.B1 Scene generation process

附录 C:



ⓐ 已有机组 ⓐ 天然气源

—— 输电线路 - - - 候选输电线路 - - - 输气管道
→ L_e 电负荷 → L_h 热负荷 → L_g 气负荷

图 C1 改进的 IEEE14-NGS14 测试系统

Fig.C1 Improved IEEE14-NGS14 test system

表 C1 不同设备及负荷的位置分布情况

Table C1 Position distribution of different equipments and loads

节点	常规机组	GB	CHP 机组	HP	电负荷	热负荷	气负荷
1	G ₁						
2	G ₂	F ₁			√	√	√
3	G ₃	F ₂			√	√	√
4		F ₃	C ₁	√	√	√	√
5					√		
6	G ₄				√		
7							
8	G ₅	F ₄				√	√
9		F ₅	C ₂		√	√	√
10		F ₆		√	√	√	√
11					√		
12		F ₇			√	√	√
13							
14							

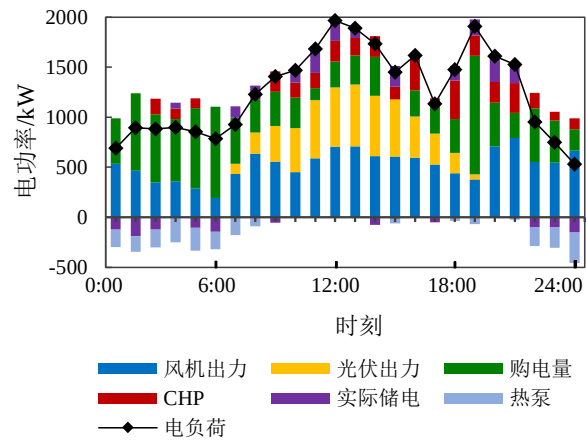


图 C2 供电系统优化结果

Fig.C2 Optimization results of power supply system

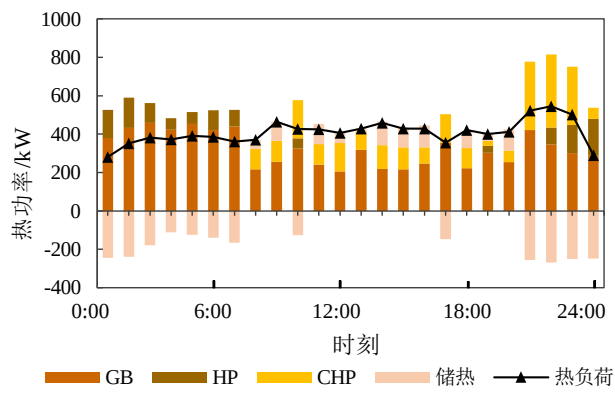


图 C3 供热系统优化结果

Fig.C3 Optimization results of heating system